

Análisis Electro–Térmico de Paneles Fotovoltaicos Utilizando Python

Irvin D. Velasquez-Mora, Rodolfo A. Vargas-Méndez *, Gloria L. Osorio-Gordillo, Carlos M. Astorga-Zaragoza y Juan Reyes-Reyes

Tecnológico Nacional de México / CENIDET, Int. Internado Palmira S/N, C.P. 62490, Col.Palmira. Cuernavaca, Morelos, México

* Autor de correspondencia: rodolfo.vm@cenidet.tecnm.mx; Tel.: (777 264 7126)

Energías Renovables (Modelado y simulación computacional)

Recibido: 22 de agosto de 2025

Aceptado: 7 de octubre de 2025

Publicado: 30 de enero de 2026

DOI: <https://doi.org/10.56845/terys.v5i1.617>

Resumen: La tecnología fotovoltaica representa un pilar esencial en la transición hacia sistemas energéticos sostenibles; sin embargo, su eficiencia se ve afectada por elevadas temperaturas de operación, el sombreado parcial y la formación de puntos calientes. En este trabajo se plantea como objetivo desarrollar e implementar un programa electro-térmico implementado en Python para analizar el comportamiento de módulos fotovoltaicos tanto a nivel de celda como de panel. La metodología integra modelos eléctricos, térmicos y de sombreado, lo que permite cuantificar pérdidas de eficiencia, generar curvas $I-V$ y $P-V$, así como detectar la formación de hotspots mediante mapeo térmico. Los resultados muestran que, bajo condiciones de irradiancia uniforme, la temperatura es el principal factor que reduce la eficiencia, mientras que el sombreado parcial —especialmente en patrones aleatorios y agrupados— provoca severas disminuciones de potencia y eleva de forma significativa la temperatura en las celdas afectadas. Estos hallazgos confirman la relevancia de un análisis conjunto eléctrico y térmico para caracterizar de manera precisa el desempeño de los sistemas fotovoltaicos. En conclusión, el programa desarrollado constituye una herramienta útil para evaluar escenarios reales de operación, optimizar la eficiencia y contribuir a la prolongación de la vida útil de los módulos.

Palabras clave: sistemas fotovoltaicos, Python, disipación térmica, sombreado parcial, eficiencia

Electro–Thermal Analysis of Photovoltaic Panels Using Python

Abstract: Photovoltaic technology represents a key pillar in the transition toward sustainable energy systems; however, its efficiency is affected by high operating temperatures, partial shading, and the formation of hot spots. This study aims to develop and implement an electrothermal program in Python to analyze the behavior of photovoltaic modules at both the cell and panel levels. The methodology integrates electrical, thermal, and shading models, enabling the quantification of efficiency losses, the generation of $I-V$ and $P-V$ curves, and the detection of hot spots through thermal mapping. The results show that, under uniform irradiance conditions, temperature is the main factor that reduces efficiency, while partial shading—especially in random and clustered patterns—causes severe power losses and significantly increases the temperature of affected cells. These findings confirm the relevance of combined electrical and thermal analysis for accurately characterizing the performance of photovoltaic systems. In conclusion, the developed program constitutes a useful tool for evaluating real operating scenarios, optimizing efficiency, and contributing to the extension of module lifetime.

Keywords: photovoltaic systems, Python, thermal dissipation, partial shading, efficiency

Introducción

Actualmente, las energías renovables son fundamentales para avanzar hacia un sistema energético global sostenible y garantizar la seguridad energética a largo plazo (Gayen *et al.*, 2024). Estas fuentes de energía renovable como la solar, eólica, hidroeléctrica, geotérmica y biomasa aprovechan recursos naturales renovables para generar electricidad y calor, reduciendo significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero y disminuyendo la dependencia de combustibles fósiles y contaminantes (Sebestyén, 2021).

Las investigaciones recientes sobre la transición energética resaltan que, además del despliegue inicial de capacidad fotovoltaica hacia 2050, será fundamental garantizar la renovación de los sistemas a largo plazo. En este sentido, la industria fotovoltaica enfrenta un desafío crítico, ya que la producción de paneles solares puede presentar oscilaciones significativas de hasta un 60%, dependiendo de la velocidad de instalación y de la vida útil de los equipos (Sepúlveda-Oviedo, 2025).

Las dinámicas industriales y económicas podrían afectar la estabilidad del sector, lo que subraya la necesidad de planificar no solo la expansión sino también el mantenimiento y la sostenibilidad futura de la energía solar como eje

central de la electricidad global en las próximas décadas (Herrmann *et al.*, 2014; Le Bihan *et al.*, 2025). Los sistemas fotovoltaicos en climas cálidos presentan desventajas críticas debido a que las altas temperaturas de operación disminuyen la eficiencia y aceleran la degradación de los materiales del módulo.

El rendimiento de los sistemas fotovoltaicos ha mostrado una disminución aproximada de -0.50% por cada 1°C adicional de temperatura, lo cual representa un desafío urgente para asegurar la fiabilidad y durabilidad en sistemas fotovoltaicos (Hudısteanu *et al.*, 2024). Además, el comportamiento eléctrico y térmico de los paneles puede verse afectado por factores ambientales adicionales como el polvo, la humedad, la lluvia y el sombreado parcial, que interfieren con la disipación térmica y pérdidas de potencia (Shaik *et al.*, 2023). Diversos estudios señalan que el análisis de estos fenómenos requiere el uso de técnicas de optimización y modelado integrado en sistemas renovables complejos (Bamisile *et al.*, 2025).

Python es un lenguaje abierto, gratuito y con una amplia comunidad científica que respalda su uso. Además, cuenta con librerías especializadas que facilitan diversos análisis, visualización, gestión de grandes volúmenes de datos y aspectos fundamentales en la investigación científica. La estructura modular de Python permite mejorar procesos de trabajo más claros y consistentes. El framework desarrollado en Python para el procesamiento y empaquetado de conjuntos masivos de imágenes científicas confirma su eficiencia, escalabilidad y versatilidad en distintos contextos de investigación (Jackett *et al.*, 2025).

Las herramientas de simulación eléctrico-térmicas integradas resultan indispensables para analizar en detalle la temperatura y las condiciones reales de irradiancia y sombreado parcial, factores que pueden disminuir la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos. Por lo tanto, el objetivo de este trabajo es desarrollar e implementar un programa electrotérmico basado en Python para analizar el desempeño de módulos fotovoltaicos tanto a nivel de celda como de panel. El programa integra modelos eléctricos, térmicos y de sombreado para cuantificar las pérdidas de eficiencia, evaluar el impacto del sombreado parcial y detectar la formación de puntos calientes mediante mapeo térmico.

Materiales y Métodos

Módulo fotovoltaico

El panel fotovoltaico utilizado como base, corresponde a un módulo de 40 celdas dispuestas en una matriz de 4×10 , conformado por 4 strings en paralelo, cada uno integrado por 10 celdas en serie como se muestra en la Figura 1. La temperatura de referencia es de 25°C , el módulo presenta una corriente de cortocircuito por string de 2.2 A , lo que resulta en una corriente total aproximada de 8.8 A , y un voltaje de circuito abierto de 37.5 V .

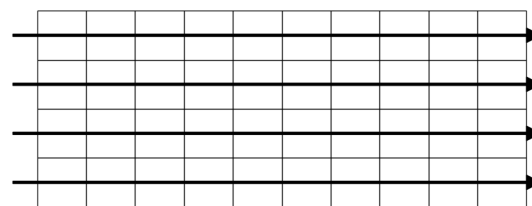


Figura 1. Módulo fotovoltaico de 40 celdas conformado por 4 strings

El comportamiento de la curva $I-V$ se ajusta mediante un parámetro de forma $n=1.30$, conocido como factor de idealidad del diodo. Este parámetro describe qué tan cercano es el comportamiento real de la celda respecto a un diodo ideal y está directamente relacionado con los procesos de recombinación de portadores dentro del dispositivo. Un valor de n superior a 1 indica que existen mecanismos de recombinación adicionales dentro de la celda, lo que modifica la curvatura de la curva $I-V$ y reduce el desempeño ideal esperado en la región de máxima potencia. En cuanto a los efectos térmicos, se consideran coeficientes típicos: $\alpha_{Voc} = -0.003/^\circ\text{C}$, que representa una disminución aproximada del 0.3% por cada grado centígrado en el voltaje de circuito abierto, y $\alpha_{Isc} = +0.0005/^\circ\text{C}$, que corresponde a un incremento de alrededor del 0.05% por grado centígrado en la corriente de cortocircuito.

La celda solar absorbe la radiación incidente y a partir de ella genera pares electrón-hueco en el material semiconductor. Los portadores son separados en la unión P-N gracias al potencial incorporado, lo que reduce la recombinación. El campo eléctrico dirige los electrones y huecos hacia los contactos metálicos, donde la energía se transforma en electricidad (Oni *et al.*, 2024). La celda fotovoltaica convierte directamente la energía lumínica en energía eléctrica como se muestra en la Figura 2.

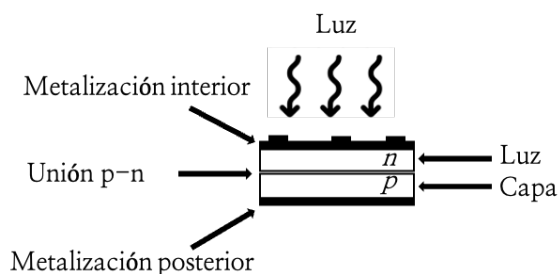


Figura 2. Estructura física de una célula fotovoltaica

Entorno de simulación

El esquema representa la estructura general del modelo electro-térmico utilizado para el análisis del comportamiento de un módulo fotovoltaico como se muestra en la Figura 3. La celda fotovoltaica, cuyos parámetros eléctricos y condiciones ambientales son irradiancia y temperatura, se integran en el modelo electro-térmico. El modelo permite obtener variables de salida como la corriente, voltaje, curvas $I-V$ y $P-V$, así como la distribución térmica del panel y la detección de hot-spots.

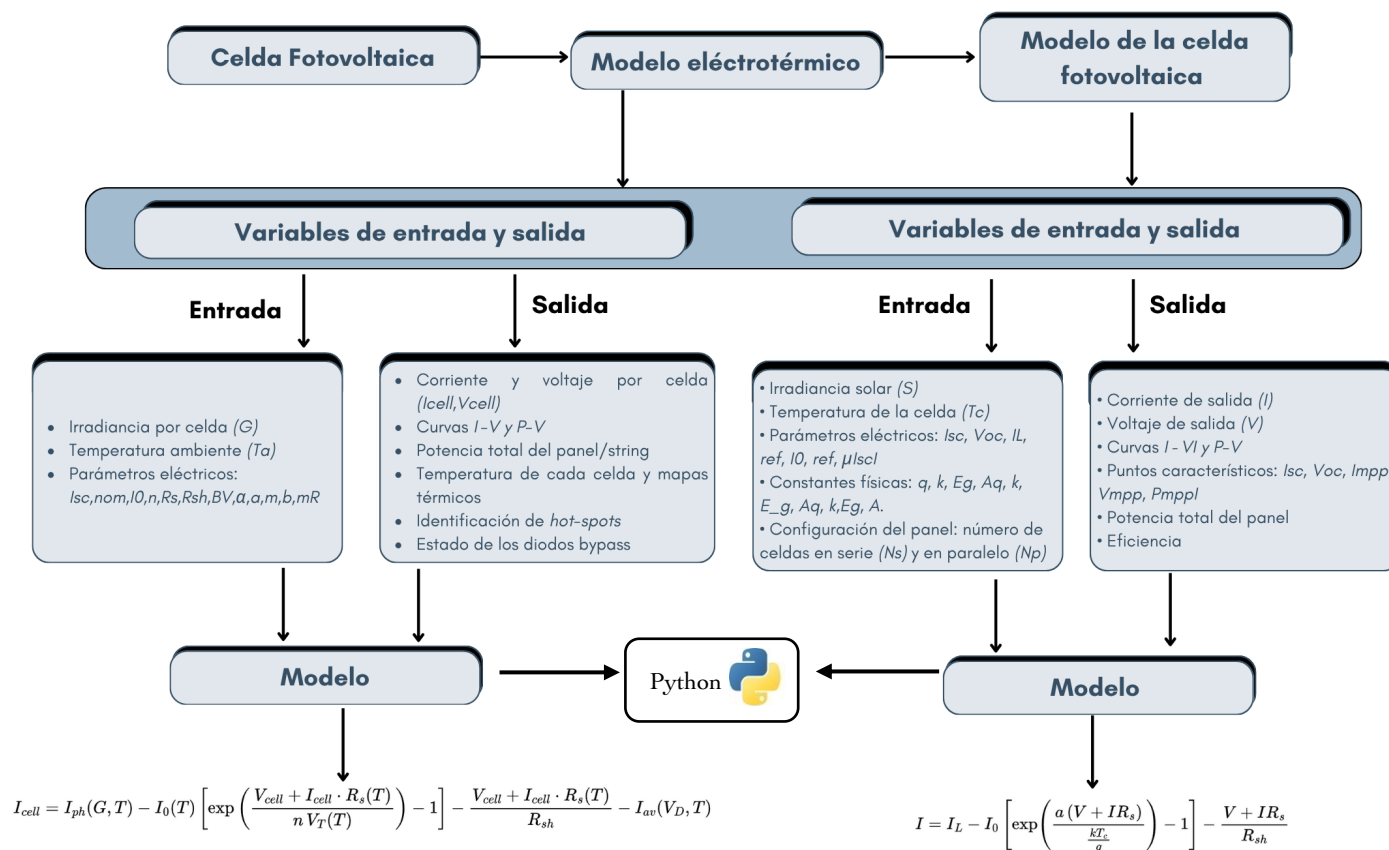


Figura 3. Esquema modular del sistema fotovoltaico en Python

Modelo electro-térmico

La Ecuación 1, donde I_{cell} es la corriente total generada por la celda, mientras que $I_{ph}(G, T)$ representa la corriente fotogenerada dependiente de la irradiancia G y la temperatura T . $I_0(T)$ es la corriente de saturación inversa del diodo, dependiente de la temperatura. V_{cell} es el voltaje de la celda, y $R_s(T)$ la resistencia serie que varía con la temperatura; R_{sh} es la resistencia shunt que modela las fugas internas. El parámetro n es el factor de idealidad del diodo, y $V_T(T) = kT/q$ el voltaje térmico. Finalmente, $I_{av}(V_D, T)$ es la corriente de avalancha asociada a la polarización inversa, $BV(T)$ el voltaje de ruptura dependiente de T , y a, m, b son parámetros de ajuste adimensionales.

$$I_{cell} = I_{ph}(G, T) - I_0(T) \left[\exp \left(\frac{V_{cell} + I_{cell} R_s(T)}{nV_T(T)} \right) \right] - \frac{(V_{cell} + I_{cell} * R_s(T))}{R_{sh}} - I_{av}(VD, T) \quad (1)$$

Modelo de una celda fotovoltaica

La Ecuación 2, donde I es la corriente total de la celda o panel y V el voltaje entre sus terminales. I_L es la corriente fotogenerada, función de la irradiancia solar S y la temperatura de celda T_c , con valores de referencia S_{REF} e $S_{L,REF}$ y coeficiente térmico μ_{ISC} . I_0 es la corriente de saturación inversa del diodo, dependiente cúbicamente de T_c y del ancho de banda prohibida $E_G * R_s$ representa la resistencia serie y R_{sh} la resistencia en derivación. a es el factor de idealidad del diodo, K la constante de Boltzmann, q la carga del electrón y T_c , la temperatura de la celda en kelvin. Para un panel, se consideran N_s celdas en serie y N_p en paralelo (Villalva *et al.*, 2009)

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V + IR_s)}{a} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{SH}} \quad (2)$$

Modelo térmico del sistema

El modelo térmico considera que el calor generado en la celda Q_i se obtiene del producto entre la corriente I_i y el valor absoluto del voltaje $|V_i|$, equivalente a la potencia disipada. La temperatura resultante de la celda T_i se calcula sumando la temperatura ambiente T_{amb} y el incremento térmico producido por el calor disipado, ponderado por la resistencia térmica equivalente $R_{th,cell}$. Así, el modelo relaciona la potencia eléctrica con el aumento de temperatura, permitiendo estimar la formación de puntos calientes bajo condiciones de sombreado parcial como se muestra en la Ecuación 3 y 4.

$$Q_i = I_i * |V_i| \quad (3)$$

$$T_i = T_{amb} + R_{th,cell} * \quad (4)$$

Modelo de sombreado parcial

La expresión utilizada permite modelar cómo el sombreado parcial y la temperatura afectan la corriente generada por cada celda fotovoltaica. La ecuación ajusta la corriente de referencia en condiciones estándar considerando la irradiancia real que recibe la celda y una corrección asociada a la variación térmica. La disminución de corriente se refleja en zonas sombreadas y el impacto del calor en el rendimiento eléctrico del panel como se muestra en la Ecuación 5 (Guerriero *et al.*, 2019).

$$I_{ph,i} = I_{ph,STC} \frac{(G_i)}{G_{STC}} [1 + \alpha_{Isc}(T_i + T_{STC})] \quad (5)$$

Donde, la corriente fotogenerada de la celda bajo condiciones de sombreado parcial ($I_{ph,i}$) se obtiene a partir de la corriente de referencia en condiciones estándar ($I_{ph,STC}$), ajustada por el cociente entre la irradiancia efectiva de la celda (G_i) y la irradiancia de referencia (G_{STC}). A este término se añade una corrección por temperatura, donde (α_{Isc}) representa el coeficiente de variación de la corriente con la temperatura, considerando la diferencia entre la temperatura de operación de la celda (T_i) y la temperatura estándar de referencia (T_{STC}).

Escenarios de Simulación

El análisis estudió y analizó cuatro condiciones de operación. En el escenario uniforme, todas las celdas del módulo operaron bajo irradiancia homogénea de 1000 W/m^2 , sin activación de diodos de bypass ni formación de puntos calientes. En el escenario de agrupamiento, un bloque continuo de celdas recibió irradiancia reducida y operó a mayor temperatura local, lo que provocó la activación de diodos de bypass y un descenso significativo de la potencia generada. En el escenario lateral, aproximadamente el 25 % del área del módulo fue sombreada en la esquina inferior izquierda,

ocasionando un incremento de hasta +12 °C en las celdas afectadas respecto al resto del módulo. Finalmente, en el escenario aleatorio, aproximadamente un 30 % de las celdas se vieron afectadas de forma dispersa lo que generó pérdidas de potencia de hasta un 40 % y un aumento considerable de la temperatura en las zonas sombreadas, incrementando el riesgo de formación de puntos calientes. Los sombreados parciales pueden visualizarse como se muestra en la Figura 4.

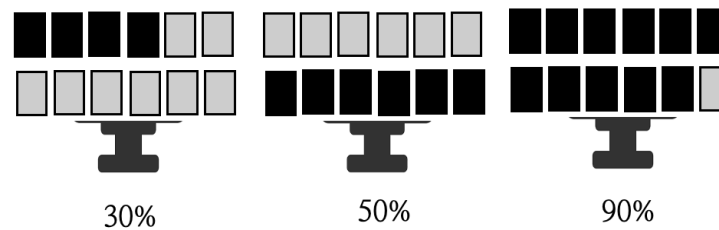


Figura 4. Representación de sombreado parcial en módulos fotovoltaicos

Resultados y Discusión

En esta sección se presentan los principales hallazgos obtenidos a partir de las simulaciones realizadas con el modelo electrotérmico. Los resultados permiten analizar el comportamiento del módulo fotovoltaico bajo distintas condiciones de irradiancia y sombreado evaluando tanto las pérdidas de eficiencia como la formación de puntos calientes. Asimismo, se discuten las implicaciones de estos fenómenos en el rendimiento y la vida útil del panel.

Escenario uniforme

El escenario uniforme, las celdas del módulo (4×10) operan con irradiancia uniforme ($G = 1000 \text{ W/m}^2$) y temperatura homogénea. La comparación entre 25 °C y 75 °C se muestran en la Figura 5, donde se visualiza la respuesta térmica pura del módulo: al aumentar la temperatura, el voltaje en circuito abierto (V_{oc}) disminuye y el punto de máxima potencia (MPP) se desplaza hacia menor voltaje, reduciendo la potencia máxima (P_{mp}); la corriente de cortocircuito (I_{sc}) varía marginalmente.

Las curvas I–V y P–V no presentan escalones ni afectación en la salida, lo que confirma la no activación de los diodos de bypass y la ausencia de celdas en polarización inversa; por tanto, no se esperan puntos calientes. Este escenario uniforme se adopta como línea base para cuantificar las pérdidas en los casos con sombreado parcial.

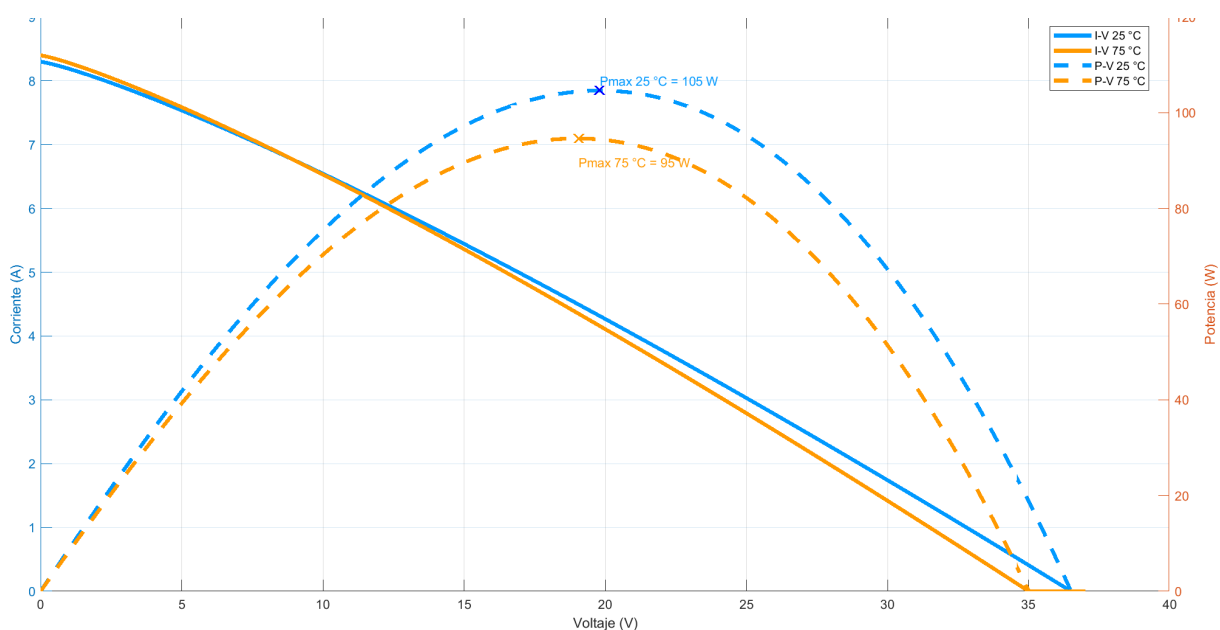


Figura 5. Curvas I–V y P–V del módulo fotovoltaico a 25 °C y 75 °C bajo escenario uniforme

Escenario de agrupamiento

El escenario de agrupamiento, es un bloque continuo de celdas que recibe irradiación reducida y opera a mayor temperatura que el resto del módulo. En la curva I-V aparece un quiebre por la activación de diodos de bypass como se muestra en la Figura 6, y en la P-V se observa un hundimiento de potencia con desplazamiento del (MPP) a menor voltaje, más marcado a 75 °C dentro de la misma gráfica. El aumento de la temperatura de 25 °C a 75 °C provoca una disminución en la tensión de circuito abierto (Voc), una reducción en la potencia máxima (Pmp) y una variación mínima en la corriente de cortocircuito (Isc). El mapa térmico localiza el bloque caliente coincidente con la sombra, indicando mayor disipación y riesgo de hotspots como se muestra en la Figura 7. En conjunto, las gráficas cuantifican la pérdida de potencia y evidencian el acoplamiento electro-térmico del sombreado en grupo frente al caso uniforme.

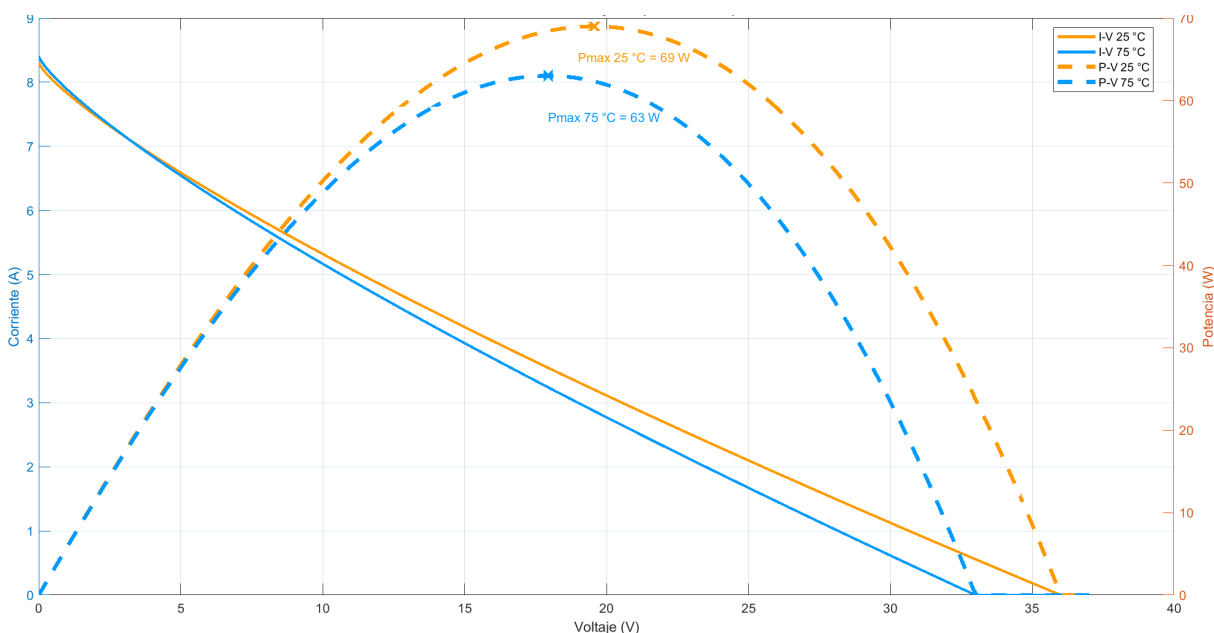


Figura 6. Curvas I-V y P-V del módulo fotovoltaico a 25 °C y 75 °C bajo escenario de agrupamiento

El mapa térmico muestra la distribución de temperatura en el módulo fotovoltaico bajo una condición de sombreado agrupado con una temperatura ambiente de 75 °C. Las celdas sombreadas del extremo derecho presentan un aumento localizado de temperatura, alcanzando aproximadamente 87 °C, mientras que el resto del módulo mantiene valores uniformes cercanos a 75 °C. El comportamiento indica la concentración de calor en un grupo de celdas afectadas, lo que favorece la aparición de puntos calientes (hotspots) y refleja un desequilibrio térmico asociado a la distribución irregular de corriente en el arreglo como se muestra en la Figura 7.

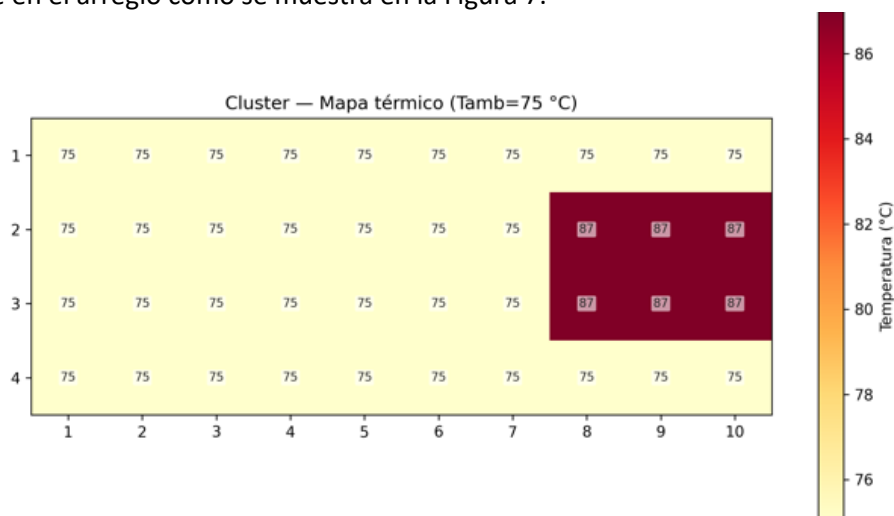
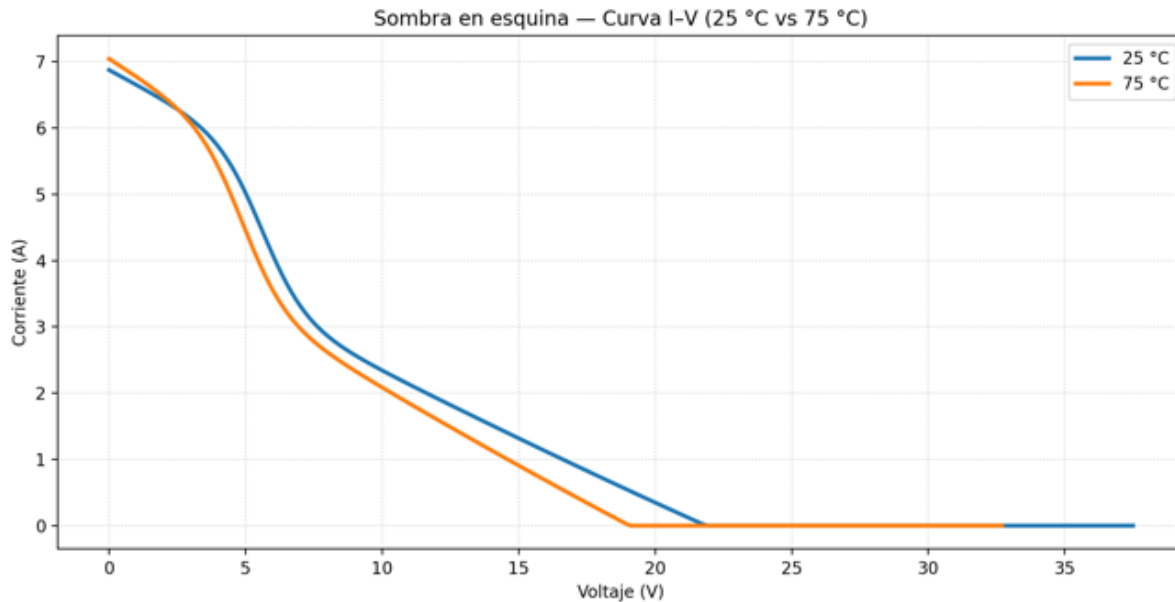


Figura 7. Mapa térmico (sombreado parcial, 75 °C)

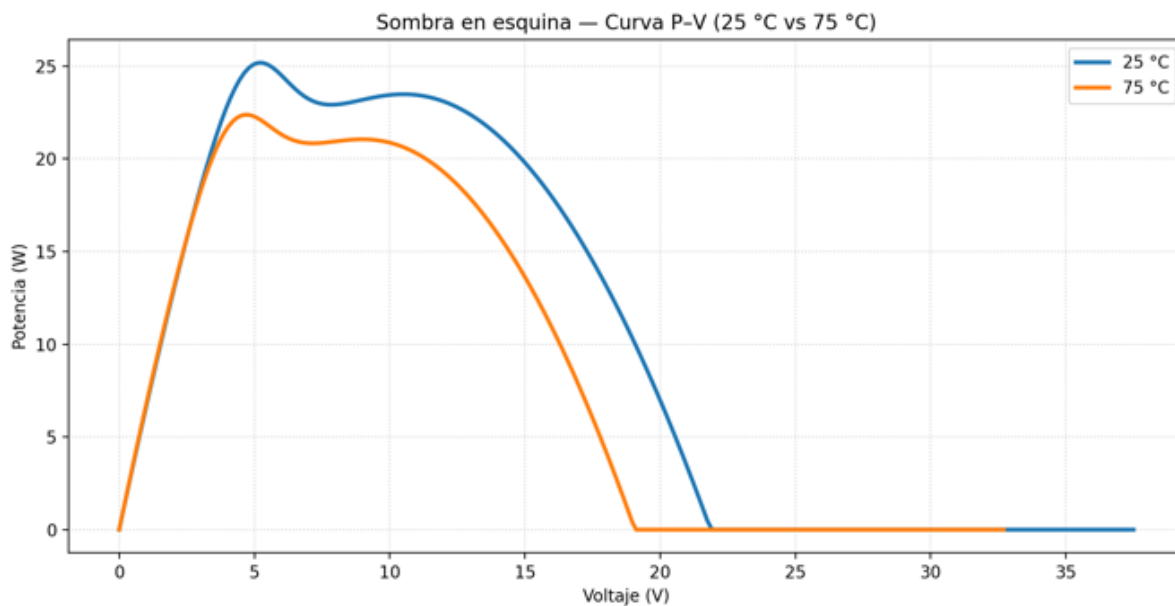
Escenario de sombreado parcial lateral

El escenario de sombreado parcial lateral, es un bloque de sombra fija que cubre la parte inferior izquierda del módulo, con 10 celdas aproximadamente el 25 % del área total, con irradiancia reducida a 200 W/m². Las celdas sombreadas operan más calientes (+12 °C) que el resto por desajuste de corriente. En la curva I-V Figura 8(a), se observa una reducción de la corriente disponible y un pequeño “escalón” asociado a la activación del diodo de bypass en la subcadena afectada.

La curva P-V Figura 8(b), muestra el desplazamiento del MPP hacia menores voltajes y una disminución de P_{mp} respecto al caso uniforme. El mapa térmico Figura 9, confirma la concentración de calor en la esquina sombreada, coherente con la polarización inversa local y el riesgo de puntos calientes. Este patrón contrasta con el caso base, donde no se observan escalones.



(a)



(b)

Figura 8. (a). Curva I-V sombra parcial lateral (25 °C y 75 °C); (b). Curva P-V sombra parcial lateral (25 °C y 75 °C)

El mapa térmico muestra la distribución de temperatura en el módulo fotovoltaico bajo una condición de sombreado parcial lateral, con una temperatura ambiente de 75 °C. El incremento es notable en las celdas ubicadas en la esquina sombreada, alcanzando valores cercanos a 87 °C, mientras que el resto del módulo mantiene una temperatura uniforme de 75 °C. Este patrón evidencia la formación de puntos calientes (hotspots) en las zonas afectadas, consecuencia de la redistribución desigual de la corriente eléctrica dentro del arreglo fotovoltaico como se muestra en la Figura 9.

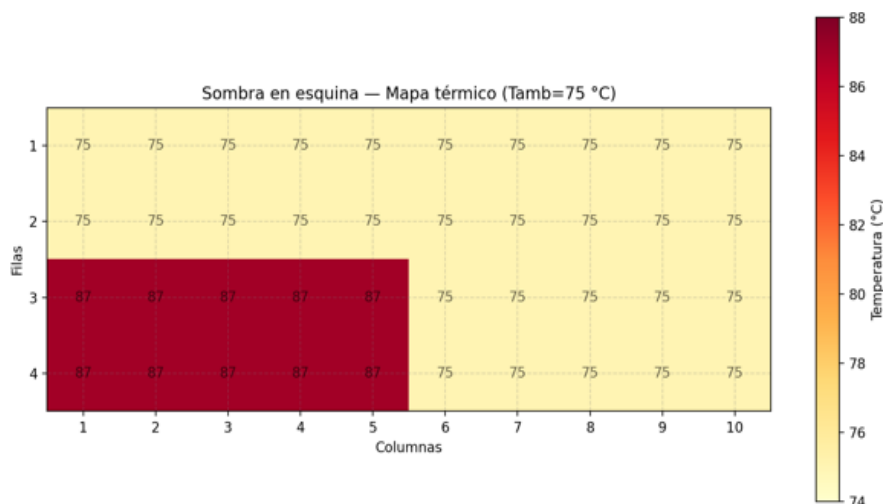


Figura 9. Mapa térmico — sombra parcial lateral (T_{amb} = 75 °C)

Investigaciones a futuro

A futuro, será necesario validar experimentalmente el programa propuesto, comparando sus resultados con datos reales de módulos fotovoltaicos bajo distintas condiciones de irradiancia y temperatura. También se plantea ampliar el análisis a sistemas de mayor escala, incorporando factores ambientales adicionales como polvo o humedad que influyen en la disipación térmica. La línea de investigación enfocada en este estudio puede abrir otra brecha donde consiste en proponer estrategias de mitigación mediante nuevas tecnologías, configuraciones de interconexión y técnicas de control térmico.

Desafíos térmicos y sombreado parcial en la transición hacia la sostenibilidad

El comportamiento térmico y el sombreado parcial representan retos en los sistemas fotovoltaicos donde influyen directamente en su eficiencia y en la estabilidad de su desempeño a largo plazo. En climas cálidos, el exceso de radiación solar eleva significativamente la temperatura de las celdas, reduciendo la potencia de salida y acelerando los procesos de degradación del material. Los patrones de sombreado no uniformes generan pérdidas por desbalance eléctrico y la aparición de puntos calientes, comprometiendo la fiabilidad del sistema. Estos fenómenos se incluyen dentro del contexto de la transición energética y la sostenibilidad al evidenciar que la optimización térmica y lumínica es esencial para maximizar la producción limpia y reducir la demanda energética auxiliar. Las estrategias inteligentes de gestión, como el uso de dispositivos de sombreado dinámico o el control adaptativo de operación, han demostrado reducir hasta un 32 % el consumo energético por enfriamiento y mantener niveles útiles de iluminación natural durante el 68 % del tiempo ocupado (Humaidan *et al.*, 2025). En conjunto, la mitigación del calor excesivo y del sombreado parcial contribuye a sistemas fotovoltaicos más eficientes, duraderos y sostenibles, alineados con los objetivos globales de descarbonización y eficiencia energética a largo plazo.

Conclusiones

El estudio realizado confirma que el desempeño de un módulo fotovoltaico depende de manera crítica de las condiciones de irradiancia, temperatura y de la uniformidad en la iluminación de sus celdas. En escenarios uniformes, la curva I-V conserva una forma estable y predecible, con pérdidas principalmente asociadas al incremento de temperatura que reduce el voltaje de circuito abierto (Voc) y desplaza el punto de máxima potencia (MPP). La

disminución se observa mucho más severa en la corriente de cortocircuito (I_{sc}), (V_{oc}) y por ende en potencia máxima, reduciendo la eficiencia del módulo hasta en un 40 %. El mapa térmico evidencia que las celdas sombreadas alcanzan temperaturas significativamente superiores al resto (hasta 12°C más) confirmando la aparición de puntos calientes que no solo limitan la potencia disponible, sino que también generan un riesgo de degradación prematuro. Este fenómeno subraya la importancia de considerar la distribución del sombreado parcial, incluso cuando la irradiancia total se mantiene en valores aceptables, además el patrón aleatorio de sombras puede alcanzar pérdidas desproporcionadas. La investigación demuestra que las variables eléctricas (I_{sc} , V_{oc} , MPP) y térmicas deben analizarse de manera conjunta para una evaluación realista del desempeño fotovoltaico. Los resultados reafirman que la mitigación de sombras parciales y el control térmico son aspectos clave para garantizar no solo la eficiencia de conversión, sino también la vida útil de los módulos.

Agradecimientos y financiamiento: El autor Irvin David Velásquez Mora agradece al Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías (CONAHCyT) por la beca otorgada, la cual ha financiado sus estudios de doctorado y ha hecho posible el desarrollo del presente trabajo.

Bibliografía

- Bamisile, O., Cai, D., Adun, H., Dapbas, M., Ukwuoma, C. C., Huang, Q., Johnson, N., & Bamisile, O. (2025). Towards renewables development: Review of optimization techniques for energy storage and hybrid renewable energy systems. *Heliyon*, 10(19), e37482. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e37482>
- Gayen, D., Chatterjee, R., & Roy, S. (2024). A review on environmental impacts of renewable energy for sustainable development. *International Journal of Environmental Science and Technology*, 21(5), 5285–5310. <https://doi.org/10.1007/s13762-023-05380-z>
- Guerriero, P., Codecasa, L., d'Alessandro, V., & Daliento, S. (2019). Dynamic electro-thermal modeling of solar cells and modules. *Solar Energy*, 179, 326–334. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.12.067>
- Herrmann, D., Kratzert, P., Weeke, S., Zimmer, M., Djordjevic-Reiss, J., Hunger, R., Lindberg, P., Wallin, E., Lundberg, O., & Stolt, L. (2014). CIGS module manufacturing with high deposition rates and efficiencies. En *2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2014.6925505>
- Hudıșteanu, V.-S., Cherecheș, N.-C., Turcanu, F.-E., Hudıșteanu, I., & Romila, C. (2024). Impact of temperature on the efficiency of monocrystalline and polycrystalline photovoltaic panels: A comprehensive experimental analysis for sustainable energy solutions. *Sustainability*, 16(23), 10566. <https://doi.org/10.3390/su162310566>
- Humaidan, O., Almazam, K., Bashir, F. M., Alshayeb, M. J., Al-Tamimi, N., & Dodo, Y. A. (2025). Evaluación integral de dispositivos de sombreado dinámico para la iluminación natural y la gestión energética en edificios cálidos y áridos de Arabia Saudita. *Energy and Buildings*, 346, 116180. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2025.116180>
- Jackett, C. J., Barnard, K., Althaus, F., Mortimer, N., Webb, D., Untiedt, C., Tyndall, A., Jameson, I., Gorton, B., Devine, C., Strzelecki, J., Thrall, P. H., & Scoulding, B. (2025). Marimba: A Python framework for structuring and processing FAIR scientific image datasets. *SoftwareX*, 31, 102251. <https://doi.org/10.1016/j.softx.2025.102251>
- Le Bihan, J., Lapi, T., & Halloy, J. (2025). Beyond 2050: From deployment to renewal of the global solar and wind energy system. *arXiv preprint*, arXiv:2502.04205. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2502.04205>
- Oni, A. M., Mohsin, A. S. M., Rahman, M. M., & Bhuian, M. B. H. (2024). A comprehensive evaluation of solar cell technologies, associated loss mechanisms, and efficiency enhancement strategies for photovoltaic cells. *Energy Reports*, 11, 3345–3366. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.03.007>
- Sebestyén, V. (2021). Environmental impact networks of renewable energy power plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 151, 111626. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111626>
- Sepúlveda-Oviedo, E. H. (2025). Impact of environmental factors on photovoltaic system performance degradation. *Energy Strategy Reviews*, 59, 101682. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2025.101682>
- Shaik, F., Lingala, S. S., & Veerapbojna, P. (2023). Effect of various parameters on the performance of solar PV power plant: A review and experimental study. *Sustainable Energy Research*, 10(1), 6. <https://doi.org/10.1186/s40807-023-00076-x>
- Villalva, M. G., Gazoli, J. R., & Ruppert Filho, E. (2009). Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 24(5), 1198–1208. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2009.2013862>